

# **Wytyczne dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych eksploatowanych przez PCC EB**

Niniejszy dokument jest związany z obowiązującą na terenie działania PCC ENERGETYKA BLACHOWNIA Sp. z o.o. (PCC EB) Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej. Ujęte w niniejszym dokumencie zapisy regulują zasady dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci elektroenergetycznych na terenie PCC EB.

## **1. Oględziny elektroenergetycznej sieci rozdzielczej**

- 1.1. Oględziny elektroenergetycznej sieci rozdzielczej powinny być wykonywane w miarę możliwości podczas ruchu sieci, w zakresie niezbędnym do ustalenia jej zdolności do pracy.
- 1.2. O wszystkich zauważonych podczas oględzin poszczególnych elementów sieci anormalnych stanach pracy należy zawiadomić osoby dozoru lub kierownictwa, a w razie potrzeby wstrzymać ruch urządzeń celem przeprowadzenia przeglądu.
- 1.3. Fakt przeprowadzenia oględzin urządzeń sieci oraz ich wynik należy odnotować każdorazowo w dokumentacji eksploatacyjnej.

### **1.1. Oględziny linii napowietrznych**

- 1.1.1. Oględziny linii napowietrznej przeprowadza się raz w roku.
- 1.1.2. Podczas przeprowadzania oględzin linii napowietrznych sprawdza się w szczególności :
  - a) stan konstrukcji wsporczych, fundamentów i izbic,
  - b) stan przewodów i ich osprzętu,
  - c) stan łączników, ochrony przeciwprzepięciowej i przeciwporażeniowej,
  - d) stan odcinków kablowych sprawdzanej linii napowietrznej,
  - e) stan izolacji linii,
  - f) stan napisów: informacyjnych i ostrzegawczych oraz zgodność oznaczeń z dokumentacją techniczną,
  - g) stan instalacji oświetleniowej i jej elementów,
  - h) zachowanie prawidłowej odległości przewodów od ziemi, zarośli, gałęzi drzew oraz od obiektów znajdujących się w pobliżu linii,
  - i) zachowanie prawidłowej odległości od składowisk materiałów łatwo zapalnych,
  - j) wpływ na konstrukcje linii działania wód lub osiadania gruntu.

### **1.2. Oględziny linii kablowych**

- 1.2.1. Oględziny linii kablowych przeprowadzane są nie rzadziej niż:
  - a) raz w roku dla kabli 30 kV
  - b) raz na 3 lata dla kabli 6 kV
  - c) raz na 5 lat dla kabli nN
- 1.2.2. Oględziny należy przeprowadzić każdorazowo, w razie stwierdzenia wykonywania w pobliżu trasy kabla robót ziemnych lub budowlanych, w przypadku samoczynnego

wyłączenia linii kablowej przez zabezpieczenia oraz w razie wystąpienia zmian w otoczeniu trasy linii kablowej.

- 1.2.3. Podczas przeprowadzania oględzin linii kablowych sprawdza się w szczególności:
- stan oznaczników linii kablowych i tablic ostrzegawczych na brzegach rzek,
  - stan wejść do tuneli, kanałów i studzienek kablowych,
  - stan osłon przeciwkorozyjnych kabli, konstrukcji wsporczych i osłon przed uszkodzeniami mechanicznymi,
  - stan głowic kablowych,
  - stan połączeń przewodów uziemiających i zacisków,
  - stan urządzeń dodatkowego wyposażenia linii,
  - stan instalacji i urządzeń przeciwpożarowych i sprzętu pożarniczego,
  - czy w pobliżu tras linii kablowych nie prowadzi się wykopów oraz czy na trasach linii kablowych nie są składowane duże i ciężkie elementy, mogące utrudniać dostęp do kabla.

### **1.3. Oględziny stacji rozdzielczych**

- 1.3.1. Oględziny zewnętrzne urządzeń stacji elektroenergetycznych będących pod napięciem powinny być przeprowadzane przez personel obsługi (elektromonterów dyżurnych) lub personel dozoru upoważniony do dokonywania jednoosobowych oględzin.
- 1.3.2. Terminy przeprowadzania oględzin stacji elektroenergetycznych należy ustalać w oparciu o charakter pracy stacji oraz jej stan techniczny.
- 1.3.3. Oględziny w stacjach elektroenergetycznych będących siedzibą elektromonterów dyżurnych rozdzielń tj. stacji bud. 783 oraz stacji 702 należy przeprowadzać **raz na zmianę roboczą** i **raz w miesiącu** w pełnym zakresie (ogłędziny pełne).
- 1.3.4. Oględziny stacji elektroenergetycznych o górnym napięciu znamionowym 6 kV tj. stacje transformatorowo-rozdzielcze w budynkach 786, 787,758, 284, 780, 791 i 785 należy przeprowadzać **dwa razy w roku**, natomiast w stacjach o napięciu do 1 kV - **raz w roku**
- 1.3.5. Niezależnie od terminów oględzin wymienionych powyżej, oględziny skrócone urządzeń stacji elektroenergetycznych należy przeprowadzać w wypadkach gdy urządzenia te zostały trwale wyłączone przez zabezpieczenia.
- 1.3.6. Podczas przeprowadzania oględzin stacji w skróconym zakresie, sprawdza się w szczególności:
- stan i gotowość potrzeb własnych prądu przemiennego,
  - stan prostowników oraz baterii akumulatorów w zakresie określonym odrębnymi przepisami,
  - zgodność położenia przełączników automatyki z aktualnym układem połączeń stacji,
  - działanie oświetlenia elektrycznego (zasadniczego i awaryjnego) stacji,
  - stan techniczny transformatorów, przekładników, wyłączników, odłączników, dławików gaszących, rezystorów i ograniczników przepięć,
  - gotowość ruchową układów zabezpieczeń, automatyki i sygnalizacji oraz central telemechaniki,
  - stan i gotowość ruchową aparatury i napędów łączników,
  - gotowość ruchową przetwornic awaryjnego zasilania urządzeń teletechnicznych,
  - działanie łączy teletechnicznych oraz innych urządzeń stacji, określonych w instrukcji eksploatacji,
  - stan zewnętrzny izolatorów i głowic kablowych,
  - poziom gasiwa lub czynnika izolacyjnego w urządzeniach.

1.3.7. Podczas przeprowadzania oględzin stacji w pełnym zakresie, sprawdza się w szczególności:

- a) spełnienie warunków przewidzianych w zakresie skróconych oględzin,
- b) stan i warunki przechowywania oraz przydatność do użytku sprzętu ochronnego,
- c) zgodność schematu stacji ze stanem faktycznym,
- d) zgodność układu połączeń stacji z ustalonym w układzie pracy,
- e) stan urządzeń i instalacji sprężonego powietrza,
- f) stan układów i urządzeń elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej, i zabezpieczeń, pomiarowych, regulacyjnych i sterowniczo-sygnalizacyjnych urządzeń elektrycznych,
- g) stan napisów i oznaczeń informacyjno-ostrzegawczych,
- h) stan baterii kondensatorów,
- i) poziom gasiwa lub czynnika izolacyjnego w urządzeniach,
- j) działanie przyrządów kontrolno-pomiarowych i rejestracyjnych,
- k) aktualny stan liczników rejestrujących zadziałanie ochronników, wyłączników, przełączników zaczepów i układów automatyki łączeniowej,
- l) stan dróg, przejść, pomieszczeń, ogrodzeń i zamknięć przy wejściach do pomieszczeń ruchu elektrycznego i na teren stacji,
- m) stan fundamentów, kanałów kablowych, konstrukcji wsporczych, instalacji wodno-kanalizacyjnych, ochrony przeciwprzepięciowej, kabli, przewodów
- n) stan urządzeń grzewczych i wentylacyjnych oraz wysokości temperatury i ich osprzętu, w pomieszczeniach, a także warunki chłodzenia urządzeń,
- o) działanie lokalizatorów uszkodzeń linii oraz innych urządzeń stacji, określonych w instrukcji eksploatacji,
- p) kompletność dokumentacji eksploatacyjnej i ruchowej znajdującej się w stacji,
- q) stan instalacji i urządzeń przeciwpożarowych oraz sprzętu pożarniczego.

## **1.4. Oględziny instalacji**

1.4.1. Oględziny instalacji elektroenergetycznych polegają na wzrokowym sprawdzeniu stanu technicznego zastosowanych przewodów ułożonych na stałe w pomieszczeniach lub na zewnątrz pomieszczeń wraz z osprzętem, tablicami i ochroną przeciwporażeniową. Oględziny instalacji wykonuje się bez konieczności wyłączenia jej spod napięcia.

1.4.2. Oględziny instalacji elektroenergetycznych należy wykonywać **raz na pięć lat**, a w przypadkach gdy instalacje te są narażone na szkodliwe wpływy atmosferyczne i niszczące działania czynników występujących podczas ich użytkowania, nie rzadziej niż raz w roku, sprawdzając w szczególności:

- a) stan widocznych części przewodów, izolatorów i ich zamocowania,
- b) stan dławików w miejscu wprowadzenia przewodów do skrzynek przyłączeniowych, odbiorników energii elektrycznej i osprzętu,
- c) stan osłon przed uszkodzeniami mechanicznymi przewodów,
- d) stan ochrony przeciwporażeniowej,
- e) gotowość ruchową urządzeń zabezpieczających, automatyki i sterowania,
- f) stan napisów informacyjnych i ostrzegawczych oraz oznaczeń, a także ich zgodność z dokumentacją techniczną.

## 2. Przeglądy sieci elektroenergetycznych

- 2.1. Przeglądy i badania sieci wykonywane są przez elektromonterów remontowych i pomiarowych i mają na celu dokładne sprawdzenie stanu technicznego poszczególnych urządzeń sieci oraz określenie ich zdolności do dalszej eksploatacji. Prace te wymagają wyłączenia badanych elementów sieci spod napięcia.
- 2.2. Przeglądy wykonuje się w terminach ustalonych w planie przeglądów ustalanych przez pracodawcę w oparciu o:
  - a) wyniki oględzin,
  - b) dokonane oceny stanu technicznego i warunków pracy w jakim odbywa się eksploatacja,
  - c) zaleceń producenta urządzenia,
  - d) stopień ważności urządzenia w procesie technologicznym,
  - e) wymagania bezpieczeństwa i higieny pracy.
- 2.3. W ramach przeglądu należy:
  - a) wykonać niezbędne zabiegi konserwacyjne,
  - b) usunąć stwierdzone usterki,
  - c) wymienić zużyte części i urządzenia,
- 2.4. Terminy przeglądów poszczególnych urządzeń elektroenergetycznej sieci rozdzielczej oraz związane z tym wyłączenia obiektów i urządzeń uzgadnia się z operatorem systemu rozdzielczego oraz z odbiorcami.
- 2.5. Wszystkie przeglądy dokumentowane są na kartach, których wzory zamieszczono w załącznikach nr 4-14 do instrukcji i dołączane do dokumentacji eksploatacyjnej
- 2.6. Pracownicy dozoru są zobowiązani do każdorazowego analizowania wyników przeglądów, wprowadzania swoich uwag, co potwierdzają podpisem na karcie przeglądu.

### **2.1. Przeglądy linii kablowych**

- 2.1.1. Przegląd linii kablowej obejmuje w szczególności:
  - a) oględziny w zakresie określonym w pkt. 1,
  - b) pomiary i próby eksploatacyjne określone w załączniku,
  - c) konserwacje i naprawy.

### **2.2. Przeglądy stacji**

- 2.2.1. Przegląd urządzeń stacji obejmuje w szczególności:
  - a) oględziny w zakresie określonym w pkt. 1,
  - b) pomiary i próby eksploatacyjne określone w załączniku,
  - c) sprawdzenie działania układów zabezpieczeń, automatyki, pomiarów,
  - d) sprawdzenie działania i współpracy łączników oraz ich stanu technicznego,
  - e) sprawdzenie działania urządzeń i instalacji sprężonego powietrza,
  - f) sprawdzenie działania urządzeń potrzeb własnych stacji, prądu przemiennego
  - g) sprawdzenie ciągłości i stanu połączeń głównych torów prądowych,
  - h) sprawdzenie stanu osłon, blokad, urządzeń ostrzegawczych i innych urządzeń zapewniających bezpieczeństwo pracy,
  - i) konserwacje i naprawy.

## **2.2.1. Sposoby wykonywania przeglądu ważniejszych urządzeń stacji:**

2.2.1.1. Przegląd zewnętrzny wyłączników na napięcie powyżej 1 kV powinien obejmować:

- a) sprawdzenie prawidłowości działania napędu drogą trzykrotnego załączania i wyłączenia,
- b) sprawdzenie w napędzie stanu łożysk, elementów obrotowych, osi, zawleczek, sprężyn, zabezpieczenia nakrętek oraz stan zapadek,
- c) sprawdzenie szczelności pokryw i osłon napędu,
- d) sprawdzenie poprawności działania przełączników sygnalizacyjnych, wyłączników krańcowych oraz styczników pomocniczych napędów,
- e) sprawdzenia stanu izolacji obwodów pomocniczych wyłącznika,
- f) sprawdzenie stanu zacisków przyłączeniowych,
- g) oczyszczenie izolatorów,
- h) sprawdzenie stanu szczelności złącz przewodów sprężonego powietrza,
- i) ewentualne pobranie próbki oleju lub ekspansyny do badania,
- j) smarowanie mechanizmów napędu wyłącznika,
- k) pomiar rezystancji przejścia na stykach głównych (o ile wymaga tego instrukcja fabryczna).

2.2.1.2. Przeglądy wewnętrzne wyłączników należy wykonywać zgodnie z instrukcją fabryczną w zależności od liczby wyłączeń i wielkości wyłączanego prądu oraz w przypadku stwierdzenia wadliwej pracy wyłącznika.

2.2.1.3. Przegląd odłączników na napięcie powyżej 1 kV powinien obejmować w szczególności:

- a) oczyszczenie izolatorów i cięgieł izolacyjnych,
- b) kontrolę stanu i ewentualną wymianę styków i sprężyn dociskowych przy czym styki te należy wygładzić i posmarować wazeliną techniczną,
- c) sprawdzenie jednoczesności i ewentualną regulację domykania styków przy czym różnica w domykaniu nie może przekraczać 3 mm przy napięciu 30 kV,
- d) sprawdzenie działania i wyregulowanie napędu odłącznika (ręcznego lub pneumatycznego),
- e) smarowanie łożysk i przegubów,
- f) kontrolę działania przełącznika sygnałowego oraz stanu izolacji obwodów niskonapięciowych napędu,
- g) sprawdzenie stanu zacisków przyłączeniowych,
- h) sprawdzenie stanu noży uziemiających.

2.2.1.4. Przegląd baterii akumulatorów powinien obejmować w szczególności:

- a) oczyszczenie zacisków i zabezpieczenie przed korozją,
- b) uzupełnienie elektrolitu w ogniwach.

2.2.1.5. Przeglądu urządzeń sprężonego powietrza należy dokonywać zgodnie z instrukcjami fabrycznymi zastosowanych urządzeń.

2.2.1.6. Przegląd aparatury i instalacji układów pomiarowych, sygnalizacji, automatyki SZR i zabezpieczeń winien obejmować:

- a) sprawdzenie aparatury zgodnie z wymaganiami właściwych norm,
- b) sprawdzenie izolacji przewodów i kabli,
- c) sprawdzenie poprawności działania układów.

2.2.1.7. Przegląd urządzeń w rozdzielniach o napięciu do 1 kV. W czasie przeglądu należy wykonać następujące czynności:

- a) oględziny urządzeń zgodnie z pkt. 1,
- b) sprawdzenie ciągłości przewodów uziemiających,
- c) pomiar rezystancji izolacji przewodów i kabli,
- d) pomiar rezystancji obwodów sterowania wyłączników i styczników,
- e) pomiar rezystancji izolacji aparatury w układzie SZR, w układach blokad i innych obwodów pomocniczych,
- f) regulację łączników nożowych,
- g) sprawdzenie stanu styków roboczych wyłączników,
- h) sprawdzenie działania odłączników, styczników i wyłączników,
- i) sprawdzenie wkładek bezpiecznikowych,
- j) sprawdzenie działania blokad,
- k) sprawdzenie i dokręcenie połączeń śrubowych w szynach oraz przy zaciskach aparatów,
- l) pomiar rezystancji uziemienia ochronnego,
- m) sprawdzenie działania aparatury kontrolno-pomiarowej (amperomierze, woltomierze, liczniki itp.),
- n) wymianę uszkodzonych elementów (osłony komór gaszących, pęknięte podstawy bezpieczników itp.).

2.2.1.8. Zakres prac przeglądowych transformatorów. Przegląd transformatora powinien obejmować w szczególności:

- a) oględziny wykonane podczas pracy transformatora obejmujące:
  - poprawność wskazań przyrządów pomiarowych,
  - wizualne sprawdzenie temperatury oleju, poziomu oleju w olejowskaziu oraz szczelności transformatora i urządzeń obiegu olejowego,
  - sprawdzenie poziomu i charakteru dźwięku wydawanego przez transformator pod obciążeniem,
- b) stan urządzeń pomocniczych (np. konserwator),
- c) stan pomieszczenia transformatora (drzwi, zamki, otwory wentylacyjne, szczelność dachu itp.),
- d) pomiary i próby eksploatacyjne,
- e) czyszczenie izolatorów,
- f) kontrolę obiegu olejowego, usunięcie szlamu z konserwatora oraz uzupełnienie oleju,
- g) konserwację styków i połączeń śrubowych,
- h) kontrolę szczelności kadzi,
- i) czyszczenie i konserwację urządzeń zabezpieczających, pomiarowych i sygnalizacyjnych,
- j) usunięcie innych zauważonych usterek.

## **2.3. Przeglądy instalacji**

2.3.1. Przegląd instalacji obejmuje w szczególności:

- a) oględziny w zakresie określonym w pkt. 1,
- b) pomiary i próby eksploatacyjne określone w załączniku,
- c) sprawdzenie ciągłości przewodów ochrony przeciwporażeniowej,
- d) konserwacje i naprawy.

## 3. Pomiary i badania

### 3.1. Pomiary i badania eksploatacyjne

- 3.1.1. Próby i pomiary przeprowadzane w czasie przeglądu powinny dotyczyć w szczególności:
- wielkości charakteryzujących niezawodność i bezpieczeństwo pracy urządzenia,
  - parametrów techniczno-ekonomicznych dotyczących zwłaszcza wydajności oraz sprawności pracy urządzenia,
- 3.1.2. Wyniki prób i pomiarów należy uznać za zadawalające, jeżeli odpowiadają one wartościom dopuszczalnym, podanym w szczegółowych przepisach o eksploatacji lub w odpowiedniej dokumentacji technicznej urządzenia.  
Wyniki prób i pomiarów powinny być porównywalne z wynikami uzyskanymi w poprzednim okresie, a jeżeli wykazują znaczne pogorszenie, urządzenie należy poddać wzmożonemu nadzorowi i zwiększyć częstotliwość prób i pomiarów.
- 3.1.3. Zakresy badań i pomiarów określono w załącznikach 1A-C do niniejszych Wytycznych.

### 3.2. Pomiary i badania ochronne

- 3.2.1. Przez eksploatacyjne pomiary ochronne należy rozumieć wszelkie próby, badania i pomiary mające na celu stwierdzenie zgodności z wymogami przepisów o ochronie przeciwporażeniowej, środków technicznych ochrony przeciwporażeniowej przed dotykiem bezpośrednim i pośrednim.
- 3.2.2. Pomiary ochronne wykonuje się zgodnie z rocznym planem ustalonym przez Zakład, z uwzględnieniem:
- warunków pracy urządzeń wymagających skróconych czasookresów pomiarów np. praca na otwartym powietrzu, w warunkach dużej wilgotności, w pomieszczeniach nagranych, w atmosferze silnie korodującej, w warunkach zagrożenia pożarem lub/i wybuchem, itp.,
  - sposób użytkowania urządzeń - np. urządzenia ruchome lub ręczne, występowanie okoliczności zwiększających niebezpieczeństwo porażenia (czynniki A i B) itp.,
  - doświadczenia eksploatacyjne dozoru elektrycznego eksploatacyjnego dotyczące np. stanowisk pracy lub urządzeń o szczególnym narażeniu, obniżonych parametrach zarejestrowanych podczas poprzednich badań lub stwierdzonego ponadprzeciętnego zużycia technicznego urządzeń sieci,
- 3.2.3. Pomiary ochronne wykonuje się w ramach przeglądów wykonywanych zgodnie z postanowieniami pkt. 2 oraz szczegółowymi instrukcjami eksploatacji,
- 3.2.4. Wszelkie przypadki w których należy dokonać pomiarów ochronnych w terminach krótszych niż to ustalono w obowiązującej instrukcji eksploatacji trzeba w sposób wyraźny zaznaczyć w prowadzonej dokumentacji eksploatacyjnej (np. poprzez wpis kolorowym flamastrem skróconego terminu).
- 3.2.5. Wyniki pomiarów ochronnych należy ująć do protokołu lub dokumentu równorzędnego, przy czym protokół powinien zawierać:
- datę wykonywania pomiarów,
  - określenie miejsca lub urządzenia poddawanego badaniom,
  - określenie badanych wielkości fizycznych,
  - rodzaje i typy użytych przyrządów pomiarowych, ewentualnie podanie metody pomiarowej,
  - warunki środowiskowe panujące w miejscu wykonywania pomiarów (temperatura, wilgotność, itp.),

- f) liczbowe wartości zmierzonych wielkości fizycznych oraz wartości wymagane zgodnie z obowiązującymi przepisami i normami,
- g) jednoznaczną konkluzję stwierdzającą spełnienie lub nie przez badane urządzenie (instalację) wymagań przepisów z ich wyszczególnieniem,
- h) wykaz usterek, uwag i spostrzeżeń oraz wniosków i zaleceń sformułowanych na podstawie badań,
- i) nazwisko i imię osoby wykonującej pomiary.

12.6.4.3. Oceny wyników pomiarów zobowiązania jest dokonać odpowiedzialna osoba dozoru, która równocześnie sporządza protokół i zatwierdza go. Przerzucanie czynności związanych ze sporządzaniem dokumentacji eksploatacyjnej na robotników wykonujących pomiary ochronne jest niedopuszczalne.

3.2.6. Nie są wymagane protokoły dla prac pomiarowo-kontrolnych wykonywanych doraźnie przez elektromonterów dyżurnych (wystarczy zapis do raportu zmianowego).

3.2.7. W przypadku negatywnych wyników pomiarów ochronnych odpowiedzialna osoba dozoru zobowiązana jest spowodować szybkie usunięcie usterek i braków po czym należy pomiary powtórzyć sporządzając przy tym nowy protokół (z aktualną datą).

3.2.8. Niedopuszczalnym jest użytkowanie urządzeń elektroenergetycznych, których ochrona przeciwporażeniowa nie spełnia obowiązujących wymagań.

## 4. Ocena stanu technicznego sieci

4.1. Oceny stanu technicznego sieci dokonuje się nie rzadziej niż co 5 lat.

4.2. Przy dokonywaniu oceny stanu technicznego sieci uwzględnia się w szczególności:

- a) wyniki oględzin, przeglądów, prób i pomiarów eksploatacyjnych,
- b) dane statystyczne o uszkodzeniach i zakłóceniach w pracy sieci,
- c) wymagania określone w dokumentacji fabrycznej producenta urządzenia,
- d) wymagania wynikające z lokalnych warunków eksploatacji,
- e) wiek sieci, starzenie się urządzeń i związane z tym uciążliwości w eksploatacji,
- f) warunki wynikające z planowanej rozbudowy sieci,
- g) warunki bezpieczeństwa i higieny pracy oraz ochrony przeciwpożarowej,
- h) warunki ochrony środowiska naturalnego.

## 5. Remonty

5.1. Remonty obiektów, sieci i jej elementów oraz instalacji przeprowadza się w terminach i zakresach wynikających z dokonanej oceny stanu technicznego, uwzględniając spodziewane efekty techniczno-ekonomiczne planowanych remontów.

5.2. Decyzję o przekazaniu urządzenia do remontu podejmuje pracodawca na wniosek osoby dozoru zajmującej się eksploatacją tego urządzenia lub dokonującej oceny stanu technicznego.

5.3. Terminy remontów urządzeń mających wpływ na pracę sieci rozdzielczej oraz związanych z tym wyłączeń obiektów i urządzeń uzgadnia się z operatorem systemu rozdzielczego.

## 6. Załączniki:

Nr 1A. Zakres pomiarów i prób eksploatacyjnych elektroenergetycznych linii kablowych oraz terminy ich wykonywania.



- Nr 1B Zakres pomiarów i prób eksploatacyjnych instalacji o napięciu znamionowym do 1 kV
- Nr 1C Zakres pomiarów i prób eksploatacyjnych stacji elektroenergetycznych oraz terminy ich wykonywania.
- Nr 2 Karta raportu dyżuru elektrycznego.
- Nr 3 Wykaz sprzętu ochronnego w Rozdz. .... /wzór/
- Nr 4 Protokół z przeglądu technicznego rozdzielni-sekcji /wzór/
- Nr 5 Protokół z przeglądu urządzeń instalacji elektrycznej /wzór/
- Nr 6 Protokół z przeglądu transformatora /wzór/
- Nr 7 Protokół z badania linii kablowej /wzór/
- Nr 8 Protokół z badania zabezpieczeń przyłącza /wzór/
- Nr 9 Protokół z badania pola pomiarowego /wzór/
- Nr 10 Protokół z badania transformatora /wzór/
- Nr 11 Protokół z badania sprzętu ochronnego /wzór/
- Nr 12 Protokół z badania oleju transformatora /wzór/
- Nr 13 Protokół sprawdzenia stanu uziemień /wzór/
- Nr 14 Protokół z badania zabezpieczeń baterii kondensatorów /wzór/

## Zakres pomiarów i prób eksploatacyjnych linii kablowych oraz terminy ich wykonywania

Lp.	Linia kablowa	Rodzaj pomiarów i prób	Wymagania techniczne	Termin wykonania
1	2	3	4	5
1.	Linie kablowe o izolacji papierowej o napięciu znamionowym 6 do 60 kV	Sprawdzenie ciągłości żył	Brak przerwy w żyłach	Dla kabli nowych i po wykonaniu naprawy
		Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii przy temperaturze 20 C większa od 50 MΩ	
		Próba napięciowa izolacji	Izolacja powinna wytrzymać w czasie 10 min. 0,75 wartości napięcia wyprostowanego, wymaganej przy próbie fabrycznej	
2.	Linie kablowe o izolacji polietylenowej o napięciu znamionowym 6 do 30 kV	Sprawdzenie ciągłości żył	Brak przerwy w żyłach	dla kabli nowych i po wykonaniu naprawy
		Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii przy temperaturze 20 C większa od 100 MΩ	
		Próba napięciowa izolacji	Izolacja powinna wytrzymać w czasie 60 minut trzykrotne napięcie fazowe $3U_0$ , wymaganej przy próbie napięciem wolnozmiennym 0,1 Hz	Dla kabli nowych
			Izolacja powinna wytrzymać w czasie 10 min. 0,75 wartości napięcia wyprostowanego, wymaganej przy próbie fabrycznej	
3.	Linie kablowe o izolacji polwinitowej o napięciu do	Sprawdzenie ciągłości żył	Brak przerwy w żyłach	Dla kabli nowych i po wykonaniu naprawy
		Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii przy temperaturze 20 C większa od MΩ,	

6kV		gdzie : S - przekrój żyły kabla w mm	
	Próba napięciowa izolacji	Izolacja powinna wytrzymać w czasie 30 minut trzykrotne napięcie fazowe $3U_0$ , wymaganej przy próbie napięciem wolnozmiennym 0,1 Hz	Dla kabli nowych
		Izolacja powinna wytrzymać w czasie 10 min. 0,75 wartości napięcia wyprostowanego, wymaganej przy próbie fabrycznej	Po wykonaniu naprawy

Załącznik Nr 1A cd.

1	2	3	4	5
3.		Próba napięciowa powłoki polwinitowej	Powłoka powinna wytrzymać w czasie 1 min. napięcie wyprostowane o wartości 5 kV	
4.	Linia kablowa o napięciu znamionowym niższym niż 6 kV	Sprawdzenie ciągłości żył	Brak przerwy w żyłach	
		Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii przy temperaturze 20 C nie mniejsza niż: $M\Omega$ , 1) 75 $M\Omega$ w kablu o izolacji gumowej, 2) 20 $M\Omega$ w kablu o izolacji papierowej, 3) 100 $M\Omega$ w kablu o izolacji polietylenowej, 4) $M\Omega$ w kablu o izolacji polwinitowej gdzie: S - przekrój żyły kabla w mm	Po wykonaniu naprawy

## Zakres pomiarów i prób eksploatacyjnych instalacji o napięciu znamionowym do 1 kV

Lp.	Instalacja	Rodzaj pomiarów i prób	Wymagania techniczne	Termin wykonywania
1	2	3	4	5
1.	Instalacja o napięciu znamionowym do 1 kV	Pomiar napięć i obciążeń	Zgodnie z przepisami w sprawie obciążeń prądem przewodów i kabli	Nie rzadziej niż co 5 lat w miarę możliwości w okresie największego obciążenia
Sprawdzenie skuteczności działania środków ochrony przeciwporażeniowej		Zgodnie z przepisami w sprawie ochrony przeciwporażeniowej	1. Instalacje na otwartym powietrzu albo w pomieszczeniach o wilgotności względnej około 100% o temp.powietrza wyższej od +35 C o wyziewach żrących nie rzadziej niż raz w roku 2. Instalacje w pomieszczeniach o wilgotności względnej wyższej od 75% do 100%, zapyłonych oraz zaliczonych do kategorii I,II i III niebezpieczeństwa pożarowego lub kategorii I,II i III zagrożenia ludzi - nie rzadziej niż co 5 lat	
Pomiar rezystancji uziemień roboczych i ochronnych			3. Instalacje w pozostałych pomieszczeniach - nie rzadziej niż co 10 lat	
		Sprawdzenie ciągłości przewodów ochrony przeciwporażeniowej		

1	2	3	4	5
1.		Pomiar rezystancji przewodów roboczych instalacji	Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu instalacji do eksploatacji	<p>1. Instalacje w pomieszczeniach o wyziewach żrących lub zaliczonych do kategorii I, II i III niebezpieczeństwa pożarowego lub kategorii I, II i III zagrożenia ludzi - nie rzadziej niż raz w roku</p> <p>2. Instalacje na otwartym powietrzu albo w pomieszczeniach o wilgotności względnej wyższej od 75% do 100% o temp. powietrza wyższej od +35 C lub zapyłonych - nie rzadziej niż co 5 lat.</p> <p>3. Instalacje w pozostałych pomieszczeniach - nie rzadziej niż co 10 lat</p>

## Zakres pomiarów i prób eksploatacyjnych stacji elektroenergetycznych oraz terminy ich wykonania

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób	Wymagania techniczne	Termin wykonania
1	2	3	4	5
1.	Wyłączniki o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV	Pomiar rezystancji głównej wyłącznika	Odpowiadające wymagania przy przyjmowaniu do eksploatacji	Po przeglądzie wewnętrznym wyłącznika
		Pomiar rezystancji głównych torów prądowych wyłącznika	Odpowiadające wymagania przy przyjmowaniu wyłącznika do eksploatacji	
		Pomiar czasów własnych i czasów niejednoczesności otwierania i zamykania wyłącznika		
		Badanie olejów wyłączników olejowych	Brak wody wydzielonej. Napięcie przebicia nie niższe niż 20 kV	
		Pomiar czasów łączenia zwiernik-odłącznik	Czas zamykania zwiernika oraz czas otwarcia odłącznika na bezpieczną odległość powinny odpowiadać wymaganiom obowiązującym przy przyjmowaniu do eksploatacji	Nie rzadziej niż raz w roku

1	2	3	4	5
2.	Przekładniki napięciowe i prądowe o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV	Pomiar rezystancji izolacji uzwojeń pierwotnych i wtórnych	Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu przekładników do eksploatacji	Nie rzadziej niż co 10 lat
3.	Transformatory i dławiki 1. Transformatory suche	Pomiar rezystancji R60	Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu transformatora do eksploatacji	Nie rzadziej niż co 5 lat
	2. Transformatory olejowe o mocy 0,1 do 1,6 MVA oraz dławiki do kompensacji ziemnozwarciowej	Pomiary rezystancji izolacji oraz wskaźnik R60/R15	Rezystancja izolacji nie mniejsza niż 35 MΩ przy temp. 30 C. Wskaźnik R60/R15 nie mniejszy niż 1,15	Transformatory hermetyzowane nie rzadziej niż co 10 lat
		Badanie oleju w zakresie: 1) zawartości wody i ciał obcych	Brak wody wydzielonej i zawartości ciał obcych	
		2) rezystywności	Nie mniejsza niż 5X10 Ωm przy temp. 50 C	
3) napięcia przebicia	Nie niższe niż 30 kV przy temp. 20 C			

1	2	3	4	5
4.	Obwody wtórne 1) Układy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej	Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji nie mniejsza niż 1 MΩ z tym, że dla każdego z elementów wchodzących w skład obwodów - nie mniejsza niż 10 MΩ	Nie rzadziej niż co 5 lat
		Sprawdzenie wartości nastawionych	Dokładność do 5% przy zasilaniu napięciem pomocniczym w zakresie 0,8 - 1,1 U nom.	Nie rzadziej niż co 5 lat
		Sprawdzenie funkcjonalne	Zgodnie z przyjętym programem działania układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej	
	2) Układy pomiarowo-ruchowe	Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji nie mniejsza niż 1 MΩ z tym, że dla każdego z elementów wchodzących w skład obwodów - nie mniejsza niż 10 MΩ	Nie rzadziej niż co 5 lat
		Sprawdzenie parametrów ruchowych	Dokładność do 2,5 %	



1	2	3	4	5
	3) Układy rejestrujące	Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji nie mniejsza niż 1 MΩ z tym, że dla każdego z elementów wchodzących w skład obwodów - nie mniejsza niż 10 MΩ	Nie rzadziej niż co 5 lat
		Sprawdzenie funkcjonalne działania i rejestracji	Zgodnie z przyjętym programem działania układów rejestrujących	Nie rzadziej niż raz w roku
	4) Układy telemechaniki	Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji nie mniejsza niż 1 MΩ z tym, że dla każdego z elementów wchodzących w skład obwodów - nie mniejsza niż 10 MΩ	Nie rzadziej niż co 5 lat
		Sprawdzenie wartości nastawionych	Dokładność do 5% przy zasilaniu napięciem pomocniczym w zakresie 0,8 - 1,1 U nom.	
		Sprawdzenie funkcjonalne	Zgodnie z przyjętym programem działania układów telemechaniki	Nie rzadziej niż co 5 lat
	5) Układy sterowania i sygnalizacji	Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji nie mniejsza niż 1 MΩ z tym, że dla każdego z elementów wchodzących w skład obwodów - nie mniejsza niż 10 MΩ	Nie rzadziej niż co 5 lat
Sprawdzenie funkcjonalne		Zgodnie z przyjętym programem działania układów sterowania i sygnalizacji	Nie rzadziej niż co 5 lat	

1	2	3	4	5
5.	Ochrona przeciwpo- rażeniowa w roz- dzielniach o napię- ciu znamionowym wyższym od 1 kV, a niższym niż 110 kV	Pomiar rezystancji izolacji	Zgodnie z przepisami w sprawie ochrony przeciwporażeniowej	Nie rzadziej niż co 10 lat
Pomiar napięcia enia dotykowego i krokowego				

**PROTOKÓŁ Nr .....**  
**Sprawdzenia stanu uzemień .....**

Lp.	Nr kolejny uzimienia	Nazwa urządzenia (obiektu) uzim.	Wartość oporności uzim. w $\Omega$	Rodzaj gruntu	Rodzaj uzimienia	Stan pogody w ciągu ost. 3 dni	Uwagi
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.

Zakład - Wydział .....

Obiekt .....

..... bud. ....

Pomiary przeprowadzili:

1. ....

2. ....

Pomiary wykonano przyrządem:

Typ ..... Rodzaj .....

Nr fabr. ....

.....

PCC EB  
Spółka z o.o.

## RAPORT DYŻURU ELEKTRYCZNEGO

Zmiana ..... dnia ..... 200... r.

Obecni:

1.....

3.....

2.....

4.....

Godz.	Wydający Polecenie	Treść Polecenia i Wykonane Roboty
1	2	3

**WYKAZ SPRZĘTU OCHRONNEGO W ROZDZIELNI .....**

Lp.	Nazwa sprzętu	Ilość sztuk	Uwagi
1	2	3	4
1.	Drażki manipulacyjne	.....	
2.	Drażki manipulacyjne uniwersalne	.....	
3.	Uziemiacze 3-fazowe linkowe	.....	
4.	Uziemiacze drążkowe	.....	
5.	Uziemiacze „zwierne”	.....	
6.	Wskaźnik napięcia drążkowy	.....	
7.	Wskaźnik napięcia do drążków uniwer.	.....	
8.	Rękawice elektroizolacyjne	.....	
9.	Półbuty dielektryczne	.....	
10.	Płyty izolacyjne	.....	
11.	Ogrodzenia przenośne wewnętrzne	.....	
12.	Tablice ostrzegawcze	.....	
12.1.	„Miejsce pracy”	.....	
12.2.	„Uziemiono”	.....	
12.3.	„Nie włączać”	.....	
12.4.	„Zasilanie dwustronne”	.....	
12.5.	„Pod napięciem”	.....	

**PROTOKÓŁ Nr .....**  
**z przeglądu technicznego rozdzielni/sekcji**

Rozdzielnia ..... Nr. budynku ..... Nr. sekcji .....

Czynności wykonywane w trakcie przeglądu:

1. Oczyszczenie sekcji z kurzu.
2. Oczyszczenie izolatorów denaturatem.
3. Sprawdzono połączenia śrubowe.
4. Sprawdzono czy nie występuje przegrzanie.
5. Sprawdzono stan techniczny izolatorów.
6. Sprawdzono stan techniczny odłączników.
7. Sprawdzono szczelność instalacji sprężonego powietrza.
8. Sprawdzono i wyregulowano elektrozawory.
9. Sprawdzono blokady elektryczne pomiędzy odłącznikami sekcyjnymi oraz odłącznikami a wyłącznikiem.
10. Sprawdzono działanie sygnalizacji położenia odłącznika.
11. Wykonano konserwacje wazeliną techniczną.
12. Wykonano pomiar rezystancji izolacji szyn zbiorczych po przeglądzie sekcji:  

<b>L1 - L2</b> = .....MΩ	<b>L1 - Z</b> = .....MΩ
<b>L2 - L3</b> = .....MΩ	<b>L2 - Z</b> = .....MΩ
<b>L3 - L1</b> = .....MΩ	<b>L3 - Z</b> = .....MΩ
13. Inne prace wynikłe w trakcie przeglądu sekcji

.....  
.....  
.....

Prace przeglądowe przeprowadzili:

- |         |         |
|---------|---------|
| 1. .... | 4. .... |
| 2. .... | 5. .... |
| 3. .... | 6. .... |

Zatwierdził:

.....

Kędzierzyn-Koźle dnia .....

**PROTOKÓŁ Nr .....**  
**z przeglądu okresowego remontu urządzeń rozdzielni elektrycznej**

Rozdzielnia ..... Nr. budynku ..... Nr. pola .....

**I. Wyłącznik mocy**

Typ ..... Nr. ....

1. Sprawdzenie styków głównych .....
2. Sprawdzenie równoczesności zwierania styków .....
3. Sprawdzenie i regulacja elektrozaworów .....
4. Sprawdzenie jakości i poziomu oleju .....
5. Sprawdzenie i regulacja mechanizmu załącz. i wyłącz. ....
6. Sprawdzenie i regulacja blokad mechanicznych .....
7. Próba beznapięciowa załączania i wyłączania .....

**II. Odłączniki**

1. Sprawdzenie i czyszczenie styków ruchomych i stałych .....
2. Sprawdzenie sprężyn dociskowych .....
3. Sprawdzenie dźwigni i napędu mechanicznego .....
4. Regulacja i sprawdzenie elektrozaworów .....
5. Próba beznapięciowa otwierania i zamykania .....

**III. Inne**

1. Czyszczenie całego pola z kurzu i brudu .....
2. Sprawdzenie i czyszczenie izolatorów .....
3. Sprawdzenie i dokręcanie połączeń śrubowych .....
4. Sprawdzenie instalacji sprężonego powietrza .....
5. Sprawdzenie i naprawa zamków i osłon .....

**IV. Uwagi** .....

**V. W czasie rewizji przeglądu dokonano:**

1. Wymiany następujących części lub urządzeń: .....
2. Naprawy j.w. ....

**VI. Ocena przydatności do eksploatacji** .....

**VII. Pracę wykonali:**

1. ....
2. ....
3. ....
4. ....

**Podpisy:**

.....  
.....  
.....  
.....  
.....

**PROTOKÓŁ Nr .....**  
**z przeglądu transformatora .....Nr. .... Bud. ....**

1. Poziom oleju w olejowskaziu .....
2. Stan izolatorów przepustowych .....
3. Stan kabli i głowic kablowych .....
4. Ślady oleju - kontrola szczelności .....
5. Spuszczanie szlamu z konserwatora .....
6. Stan przełącznika zaczeptów .....
7. Stan membrany .....
8. Stan odwilżacza .....
9. Konserwacja styków i połączeń .....
10. Czyszczenie kadzi transformatora, szyn i izolatorów .....
11. Zauważone inne usterki .....

Ocena przydatności do eksploatacji .....

Prace wykonali:

1. ....
2. ....
3. ....
4. ....

Podpisy:

.....  
.....  
.....  
.....

.....



Kędzierzyn-Koźle dnia .....

**PROTOKÓŁ Nr .....**  
**z badania linii kablowej**

Od bud. .... celka ..... do bud. .... celka .....

zasilającej .....  
(podać co zasila)

napięcie znamionowe ..... kV, długość kabla .....  
typ kabla ..... Nr. kabla .....

A. Sprawdzenie kabla na przerwę.

**L1 - L2** = .....

**L1 - L3** = .....

**L1 - N** = .....

**L2 - L3** = .....

**L2 - N** = .....

**L3 - N** = .....

B. Rezystancja izolacji.

**L1 - Z** = .....

**L2 - Z** = .....

**L3 - Z** = .....

**N - Z** = .....

**L1 - L2** = .....

**L2 - L3** = .....

**L3 - L1** = .....

**L1 - N** = .....

**L2 - N** = .....

**L3 - N** = .....

C. Próba napięciowa izolacji.

Napięcie probiercze w kV	Czas trwania próby w min.	Prąd upływu [ $\mu$ A]		
		L1 - L2L3Z	L2 - L3L1Z	L3 - L1L2Z
	0			
	2			
	4			
	6			
	8			
	10			
	12			
	14			
	16			
	18			
	20			

Prąd upływu .....  $\mu$ A 300  $\mu$ A/km

Współczynnik asymetrii  $\frac{I \mu A \max}{I \mu A \min}$

W czasie próby wystąpiły objawy .....

Uwagi: .....

Fazy uzgodniono, nie uzgodniono .....

.....  
(powód)

O c e n a: .....

Pomiary przeprowadzili:

1. ....
2. ....
3. ....
4. ....

Przyrządy:

1. ....
2. ....
3. ....
4. ....

**PROTOKÓŁ Nr .....**  
**z badania zabezpieczeń przyłącza**

Zainstalowane w bud. .... celka ..... In ..... A

Nazwa odbioru .....

Przełączniki typu .....

Numery fabryczne .....

Przyrządy pomiarowe V, A, typ i nr .....

I. Zabezpieczenie nadmiarowe, przeciążeniowe, sprawdzono w układzie jednofazowym zasilając stroną pierwotną, wtórną.

II. Zabezpieczenie ziemnozwarciowe (w układzie różnicowym) sprawdzono ze strony pierwotnej prądem ..... A, wartość wg. skali nastaw ..... mA.

Przełącznik daje impuls na wyłącz/sygnal po czasie ..... na przek. ....

III. Stan izolacji obwodów:

Kabel siłowy:

a) pierwotnych ..... MΩ

Typ ..... Nr .....

b) wtórnych prąd. .... MΩ

L1 - Z ..... MΩ      L1 - L2 ..... MΩ

c) wtórnych nap. .... MΩ

L2 - Z ..... MΩ      L2 - L3 ..... MΩ

d) prądu stałego ..... MΩ

L3 - Z ..... MΩ      L3 - L1 ..... MΩ

e) kabla sterown. .... MΩ

IV. Sprawdzenie ogólne:

a) przekładnia przekładników prądowych ....., klasa ....., biegun. ....

b) wskazania amperomierzy, woltomierzy tablicowych i innych przyrz. pomiarowych w celce i na kolumnie, wskaźników położenia .....

c) przełączniki pomocnicze i sygnalizacyjne prądu stałego działają prawidłowo przy obniżonym napięciu do 80%. Sygnalizacja optyczna i akustyczna zakłóceń, alarmuje . . .

d) prąd minimalny oznaczony czerwoną kreską na przyrządach w celce i na kolumnie.

Mnożnik na liczniku energii jest aktualny .....

e) styki przełączników pomocniczych i sygnalizacyjnych przeczyszczono ....., kasowniki sprawdzono .....

f) bezpieczniki zgodne ze schematem .....

g) układ połączeń zewnętrznych liczników .....

Rodzaj zabezpieczenia													
Typ przekaźnika													
Faza		Nastawa				Nastawa				Nastawa			
		Ir	2Ir	3Ir	Ir	Ir	2Ir	3Ir	Ir	Ir	2Ir	3Ir	Ir
R	Rozruch												
	Powrót												
	k p												
	Czas												
S	Rozruch												
	Powrót												
	k p												
	Czas												
T	Rozruch												
	Powrót												
	k p												
	Czas												

V. Zabezpieczenie podnapięciowe działa na wyłącz/sygnal po nastawionym czasie .....,  
na przekaźniku .....

VI. Działanie blokad specjalnych .....

.....  
.....

VII. Uwagi .....

.....  
.....

VIII. Ocena .....

.....

Pomiary przeprowadzili:

1. ....

2. ....

3. ....

.....

Kędzierzyn-Koźle, dnia .....

**PROTOKÓŁ Nr .....**  
**z badania pola pomiarowego**

Zainstalowane w bud..... Celka nr. ....

Przełączniki typu .....

Numer fabryczny .....

I. Przyrządy pomiarowe: 1. typ..... nr. ....

2. typ..... nr. ....

3. typ..... nr. ....

4. typ..... nr. ....

II. Przekładniki napięciowe.

Faza „L1”		Faza „L2”		Faza „L3”	
Typ .....		Typ .....		Typ .....	
Nr .....		Nr .....		Nr .....	
Moc .....		Moc .....		Moc .....	
I .....	II .....	I .....	II .....	I .....	II .....
kl .....	kl .....	kl .....	kl .....	kl .....	kl .....
Rok .....		Rok .....		Rok .....	

III. Rezystancja izolacji przekładników napięciowych w MΩ.

Faza „L1”		Faza „L2”		Faza „L3”	
MN - m1n1 .....		MN - m1n1 .....		MN - m1n1 .....	
MN - m2n2 .....		MN - m2n2 .....		MN - m2n2 .....	
MN - Z .....		MN - Z .....		MN - Z .....	
m1n1 - Z .....		m1n1 - Z .....		m1n1 - Z .....	
m2n2 - Z .....		m2n2 - Z .....		m2n2 - Z .....	

IV. Rezystancja uzwojeń przekładników napięciowych w Ω.

Faza „L1”		Faza „L2”		Faza „L3”	
M - N .....		M - N .....		M - N .....	
m1 - n1 .....		m1 - n1 .....		m1 - n1 .....	
m2 - n2 .....		m2 - n2 .....		m2 - n2 .....	

V. Badanie przekaźników.

Rodzaj zabezpieczenia Typ prekaźnika		Podnapięciowe silników				Zanik napięcia 6 kV /rozruch SZR/				Od doziemień /sygnalizacja?			
Faza		Nastawa				Nastawa				Nastawa			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
	Rozruch												
	Powrót												
	k p												
	Rozruch												
	Powrót												
	k p												

Przekaźniki czasowe.

1. RT nr ..... Nastawiony czas .....
2. RT nr ..... Nastawiony czas .....
3. RT nr ..... Nastawiony czas .....

VI. Sprawdzenie ogólne.

- a) przekaźniki pomocnicze i sygnalizacyjne prądu stałego działają prawidłowo przy obniżonym napięciu do 80%.  
Lampki i syreny sygnalizują prawidłowo .....
- b) styki przekaźników pomocniczych i sygnalizacyjnych przeczyszczono .....  
Kasowniki sprawdzono .....
- c) bezpieczniki zgodne ze schematem .....
- d) stan izolacji obwodów  
wtórnych napięciowych .....  
prądu stałego .....

VII. Uwagi .....

VIII. Ocena .....

Pomiary przeprowadzili:

1. ....
2. ....
3. ....

Kędzierzyn-Koźle, dnia .....

**PROTOKÓŁ Nr .....**  
**z badania transformatora**

1. Rodzaj badania .....
2. Dane transformatora  
 Typ ..... Nr. .... Moc ..... kVA  
 Napięcie górne ..... V Prąd ..... A  
 Napięcie dolne ..... V Prąd ..... A  
 Straty jałowe ..... kW Straty obciążenia ..... kW  
 Napięcia zwarcia ..... % Prąd strat jałowych ..... A  
 Grupa połączeń .....
3. Miejsce zabudowania transformatora - komora trafo Nr .....  
 w bud. .... Trafo zasilany z pola ..... bud. ....
4. Pomiar rezystancji izolacji transformatora.  
 Temperatura izolacji trafo w trakcie pomiaru ..... C.

Układ	R15	R60	R300	W temperaturze odniesienia			R60/R15
				R15	R60	R300	
G-D,Z							
D-G,Z							
G-D							

5. Rezystancja uzwojeń transformatora.  
 Temperatura uzwojeń trafo w trakcie pomiaru ..... C.  
 Pomiar wykonano metodą .....

Uzwoj.	Zacz.	Zac.	R [Ω]	Zac.	R [Ω]	Zac.	R [Ω]	Średnio	W temp. odnies. ..... C

Pomiary przeprowadzili: ..... Uwagi: .....

1. ....
2. ....

6. Badanie oleju transformatorowego.

Data pobrania próbki ..... Trafo Nr .....  
 Data badania próbki .....

- 6.1. Zawartość stałych ciał obcych .....
- 6.2. Zawartość wody .....
- 6.3. Pomiar napięcia przebicia wykonano przy zastosowaniu elektrod .....

.....  
 Temperatura oleju ..... C Wilgotność powietrza .....%

Upi1 ..... kV Upi2 ..... kV Upi3 ..... kV

Upi4 ..... kV Upi5 ..... kV Upi6 ..... kV

Średnie napięcie przebicia Up ..... kV

Względne odchylenie standartowe V ..... %

6.4. Pomiar rezystywności oleju wykonano przy zastosowaniu .....

.....  
/ pojemność naczynia ..... ml, odstęp elektrod ..... mm/,  
oraz megaomomierzem ..... przy natężeniu pola elektrycznego  
..... V/mm, po czasie 60 s od chwili przyłożenia napięcia pomiarowego.

Uzyskano następujące wyniki:

W temperaturze 50 C  $\rho$  .....  $\Omega$  m

W temperaturze 90 C  $\rho$  .....  $\Omega$  m

6.5. Pomiar współczynnika tg  $\delta$  wykonano przy pomocy .....

.....  
/ pojemność naczynia ..... ml, odstęp elektrod ..... /,  
przy napięciu ..... V i częstotliwości 50 Hz.

Uzyskano następujące wyniki:

W temperaturze 50 C tg  $\delta$  ..... %

W temperaturze 90 C tg  $\delta$  ..... %

7. Ocena: .....

.....  
.....

Pomiary przewodził (a):

1. ....

2. ....



**PROTOKÓŁ Nr .....**

Badaniu poddano sprzęt ochronny .....

Stanowiący własność .....

Badanie dało następujące wyniki:

Nr sprzętu	Nap. znam. kV	Nap. próbne kV	Prąd upływu mA	Czas próby min.	Nr sprzętu	Nap. znam. kV	Nap. próbne kV	Prąd upływu mA	Czas próby min.

Na podstawie wyniku prób sprzęt powyższy został uznany za nadający się, nie nadający się do użytku przy urządzeniach wewnętrznych, napowietrznych elektrycznych o napięciu

Następne badania sprzętu ochronnego powinno być przeprowadzone w terminie do dnia:

Badanie przeprowadzili:

1. ....

2. ....

PCC ENERGETYKA  
BLACHOWNIA Sp. z o.o.

Załącznik Nr 12

Kędzierzyn-Koźle, dnia .....

**PROTOKÓŁ Nr .....**

Dotyczy .....

Zleceniodawca ..... Wykonawca .....

Obiekt .....

Wyniki pomiarów:

Uwagi:

.....

.....

Ocena: .....

Przyrządy pomiarowe:

1. ....
2. ....
3. ....

Pomiary wykonali:

1. ....
2. ....
3. ....

**PROTOKÓŁ Nr .....**  
**przeglądu sieci elektroenergetycznej**

1. Użytkownik .....
2. Obiekt .....
3. Rodzaj środka ochrony przed dotykiem pośrednim      *Odpowiednio szybkie wyłączenie napięcia zasilania, napięcie bezpieczne dotykowe\*\**
4. Warunki pracy odbiorników/instalacji:       $UI = 50 \text{ V}, UI = 25 \text{ V}, UI = \dots\dots\dots \text{ V}^{**}$
5. Układ sieci zasilającej:      *TN-C-S, IT \*\**
6. Napięcie sieci zasilającej:      *230/400 V, 500 V \*\**
7. Napięcie pomierzone:       $U_0 = \dots\dots\dots \text{ V}$
8. Przyrządy pomiarowe:
  - 8.1. Ochrony przeciwporażeniowej: .....
  - 8.2. Rezystancji izolacji : .....
  - 8.3. ....
9. Badania i pomiary :      Strona: 2
10. Uwagi: .....
11. Ocena badań i pomiarów:      *Pozytywna / negatywna  
Badane obwody nie nadają/nadają się do eksploatacji\*\**
12. Przeglądu dokonał: .....
- 12.1. Nr uprawnień: .....
- 12.2. Data przeglądu: .....
13. Sprawdził : .....

Podpis

Podpis